

Estudio de la adsorción de formulaciones de surfactantes sobre una superficie mineral en presencia de asfaltenos.

María de los Ángeles Pinto Celis

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero Químico

Modalidad de Investigación

Director

PhD Ronald Alfonso Mercado Ojeda

Codirector

Ing. Ana María Lozada Campo

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería Química

Ingeniería Química

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Principalmente doy gracias a Dios por las oportunidades que me dio en la vida, por medio de las cuales fue posible culminar este camino. Además, agradezco a mis padres y familiares, los cuales estuvieron día a día apoyándome en mis decisiones, dificultades y logros. Por otro lado, agradezco a mis compañeros de carrera los cuales estuvieron a mi lado en cada día de estudio y preparación y a mis profesores los cuales con sus enseñanzas hicieron lo mejor para poder transmitir su conocimiento.

María de los Ángeles Pinto Celis

Agradecimientos

Al “Ministerio de Ciencia y Tecnología (Minciencias)”, “Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)”, Energy Frontera y la Universidad Industrial de Santander por el apoyo financiero a través del Proyecto 1102-1035-92931 contrato 036 2023.

Al profesor Ronald Mercado Ojeda por su guía, paciencia y dedicación a lo largo de este proceso. Su experiencia y conocimientos fueron una fuente constante de inspiración y motivación.

A la ingeniera Ana María Lozada Campo por su apoyo incondicional y sus valiosas aportaciones. Su perspectiva crítica y su entusiasmo han enriquecido significativamente este trabajo.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado (GRM) y Grupo de Investigación de Fenómenos Interfaciales, Reología y Simulación de Transporte (FIRST) por el apoyo experimental que me brindó.

A la ingeniera Daniela Salazar, por su ayuda inestimable en los ensayos de laboratorio. Su colaboración y dedicación fueron esenciales para el éxito de esta investigación.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	10
1. Marco Teórico y Estado del Arte.....	12
2. Objetivos.....	19
2.1 Objetivo General.....	19
2.2 Objetivos Específicos.....	19
3. Metodología	20
3.1 Materiales.....	20
3.1.1 Mezclas binarias de surfactantes.....	20
3.1.2 Crudo pesado	21
3.1.3 Sustrato mineral	21
3.2 Métodos.....	22
3.2.1 Extracción de asfáltenos	22
3.2.2 Determinación de la concentración micelar crítica (CMC) de las mezclas	23
3.2.3 Cuantificación de cada surfactante en la mezcla	24
3.2.3.1 Método de ácido tánico para surfactantes no iónicos	24
3.2.4 Método de azul de metileno para surfactantes aniónicos.....	24
3.2.5 Cinética de adsorción.....	25
3.2.6 Pruebas de adsorción estática.....	25
4. Resultados y Discusión.....	27
4.1 Isotermas de adsorción.....	27
5. Conclusiones.....	35

6. Recomendaciones 36

Referencias..... 37

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 <i>Características de los surfactantes</i>	20
Tabla 2 <i>Mezclas de surfactantes</i>	21
Tabla 3 <i>Caracterización del crudo pesado</i>	21

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 <i>Representación de una molécula de surfactante</i>	12
Figura 2 <i>Tipo de surfactantes</i>	13
Figura 3 <i>Modelo de dos pasos</i>	16
Figura 4 <i>Isoterma y modelo de adsorción de 4 regiones</i>	17
Figura 5 <i>Isoterma de adsorción para la Formulación 1: AS23-90 (10%) + TDA-6 (90%)</i>	27
Figura 6 <i>Isoterma de adsorción para cada surfactante en la Formulación 1</i>	28
Figura 7 <i>Isoterma de adsorción para la Formulación 2: AS23-90 (60%) +A1645X (40%)</i>	30
Figura 8 <i>Isoterma de adsorción para cada surfactante en la Formulación 2 con eje X y Y en escala logarítmica</i>	31
Figura 9 <i>Isoterma de adsorción para la Formulación 3. [a) Adsorción de la Formulación 3 antes de llegar a la CMC b) Adsorción de la Formulación 3 después de llegar a la CMC].</i>	32
Figura 10 <i>Isoterma de adsorción para cada surfactante en la Formulación 3 [a)Adsorción antes de llegar a la CMC; b) Adsorción después de llegar a la CMC].</i>	33

Resumen

Título: Estudio de la adsorción de formulaciones de surfactantes sobre una superficie mineral en presencia de asfáltenos*

Autor: María de los Ángeles Pinto Celis**

Palabras Clave: Adsorción estática, Surfactantes, Mezclas binarias de surfactantes, Asfáltenos.

Descripción: La inyección de surfactantes es una técnica de recobro mejorado con un gran potencial para recuperar el petróleo atrapado en el medio poroso. Sin embargo, su aplicación presenta varios desafíos, como la adsorción del surfactante y la competencia con los asfaltenos presentes en el crudo por los sitios disponibles sobre la roca. Esto ocasiona pérdidas químicas significativas y limita su capacidad para reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el agua. Considerando lo anterior, este estudio tiene como objetivo analizar cómo la composición y la concentración de los surfactantes influyen en su adsorción sobre un sustrato mineral en presencia de asfaltenos. Para ello, se llevaron a cabo pruebas de adsorción estática entre un sólido compuesto por "arenas basales" de la Formación Carbonera y formulaciones de surfactantes en presencia de asfaltenos de crudo pesado. Las formulaciones estaban conformadas por la mezcla entre surfactantes aniónicos y no iónicos, y los resultados se analizaron según los modelos de adsorción de dos pasos y cuatro regiones. Los resultados mostraron que las formulaciones con el surfactante no iónico TDA-6 se ajustan al modelo de dos pasos, observándose la formación de hemimicelas antes de alcanzar la Concentración Micelar Crítica (CMC), lo que incrementa su adsorción, especialmente en la Formulación 1 (AS23-90 (10%) + TDA-6 (90%)) y la Formulación 3 (EJ11111 (10%) + TDA-6 (90%)), donde el TDA-6 es predominante. En contraste, la Formulación 2 (AS23-90 (60%) + A1645X (40%)) sigue el modelo de cuatro regiones, mostrando un aumento progresivo en la adsorción hasta la formación de micelas. Este comportamiento evidencia la compleja interacción entre surfactantes aniónicos y no iónicos en presencia de asfaltenos, lo que resalta la importancia de considerar estos compuestos en el diseño de formulaciones para la recuperación mejorada de petróleo. El estudio sugiere que optimizar estas formulaciones podría mejorar la recuperación de crudo en yacimientos existentes, contribuyendo significativamente a la industria petrolera.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería Química. Director: PhD. Ronald Alfonso Mercado Ojeda. Codirector: Ing. Ana María Lozada Campo.

Abstract

Title: Study of the adsorption of surfactant formulations on a mineral surface in the presence of asphaltenes *

Author: María de los Ángeles Pinto Celis ***

Key Words: Adsorption, static, formulations, anionic, non-ionic, asphaltenes

Description: Surfactant injection is an enhanced oil recovery technique with great potential for recovering oil trapped in porous media. However, its application presents several challenges, such as surfactant adsorption and competition with asphaltenes present in crude oil for available sites on the rock. This causes significant chemical losses and limits its ability to reduce interfacial tension between oil and water. Considering the above, this study aims to analyze how the composition and concentration of surfactants influence their adsorption on a mineral substrate in the presence of asphaltenes. To this end, static adsorption tests were conducted between a solid composed of "basal sands" from the Carbonera Formation and surfactant formulations in the presence of heavy crude asphaltenes. The formulations consisted of a mixture of anionic and non-ionic surfactants, and the results were analyzed according to two-step and four-region adsorption models. The results showed that formulations with the non-ionic surfactant TDA-6 fit the two-step model, with hemimicelle formation observed before reaching the Critical Micelle Concentration (CMC), which increases their adsorption, especially in Formulation 1 (AS23-90 (10%) + TDA-6 (90%)) and Formulation 3 (EJ11111 (10%) + TDA-6 (90%)), where TDA-6 is predominant. In contrast, Formulation 2 (AS23-90 (60%) + A1645X (40%)) follows the four-region model, showing a progressive increase in adsorption until micelle formation. This behavior demonstrates the complex interaction between anionic and non-ionic surfactants in the presence of asphaltenes, highlighting the importance of considering these compounds in the design of formulations for enhanced oil recovery. The study suggests that optimizing these formulations could improve crude oil recovery in existing reservoirs, making a significant contribution to the petroleum industry.

* Degree Work

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Chemical Engineering. Director: PhD. Ronald Alfonso Mercado Ojeda. Co-director: Ing. Ana María Lozada Campo.

Introducción

Colombia enfrenta importantes desafíos en el sector petrolero, ya que sus reservas probadas alcanzan solo para seis años, una de las cifras más bajas en Latinoamérica (Fernando et al., n.d.). Esto obliga al país a acelerar la explotación de nuevos yacimientos para garantizar su autosuficiencia energética a largo plazo (Bloomberg, 2020). Además, la economía colombiana depende en gran medida de los ingresos petroleros, que constituyen más del 50 % de sus exportaciones (Miteco, n.d.). Por ello, es crucial encontrar soluciones para aumentar la producción. Un análisis realizado en 2014 sobre la productividad y rentabilidad del sector petrolero mostró que no ha habido un aumento significativo a lo largo de los años, y el sector tampoco ha experimentado un desarrollo notable (E. Hoz, 2014). Por lo tanto, es imprescindible implementar estrategias que promuevan mejoras en el sector.

La investigación y el desarrollo son de gran importancia en la búsqueda de soluciones innovadoras para aumentar las reservas y la producción de petróleo en el país. La colaboración entre la industria, la academia y el gobierno es esencial para enfrentar esta problemática (Inés Gutiérrez, 2023). Una técnica prometedora para mejorar la recuperación de petróleo es la recuperación mejorada (EOR), que implica la inyección de productos químicos, como surfactantes, para reducir la tensión interfacial crudo/agua y modificar la mojabilidad del medio poroso (Polynex, 2023). Una estrategia explorada es el uso de mezclas binarias de surfactantes, que reducen la tensión interfacial del sistema crudo-agua, facilitando el flujo de los fluidos a través de la roca. Esta técnica ha mostrado potencial para aumentar la producción en yacimientos existentes, alcanzando hasta un 50% de eficiencia (Polynex, 2023). Sin embargo, uno de los retos que enfrenta la EOR es la adsorción de surfactantes en la roca del yacimiento, lo que reduce la cantidad disponible de surfactante para optimizar la extracción. Las características de la roca, como sus

cargas electrostáticas y componentes hidrofóbicos, pueden atraer a los surfactantes, afectando la eficiencia del proceso y aumentando los costos al requerir mayor cantidad de surfactante (Carolina & González, 2023). Además, los asfáltenos, que constituyen aproximadamente el 15% del crudo empleado en esta investigación, también influyen en la adsorción de los surfactantes. Estos compuestos pueden modificar la mojabilidad de las rocas y competir con los surfactantes por los sitios de adsorción, reduciendo aún más su disponibilidad para interactuar con el petróleo (Jean Louis, 1991). Por esta razón, es fundamental considerar la presencia de asfáltenos en los estudios de adsorción para comprender mejor los mecanismos de interacción y evaluar la estabilidad del crudo. Esto plantea la siguiente pregunta: ¿En qué medida se pueden adsorber las moléculas de diferentes formulaciones químicas de mezclas binarias de surfactantes evaluadas en presencia de asfáltenos utilizadas en el recobro mejorado de petróleo?

1. Marco Teórico y Estado del Arte

Los surfactantes, o agentes tensoactivos, son sustancias químicas con una parte polar (hidrofílica) y otra apolar (lipofílica), lo que les permite reducir la tensión superficial al adsorberse en interfaces entre líquidos o entre un líquido y una superficie sólida (Ver Figura 1) (Santiago Angarita & Hincapié, 2023).

Figura 1

Representación de una molécula de surfactante

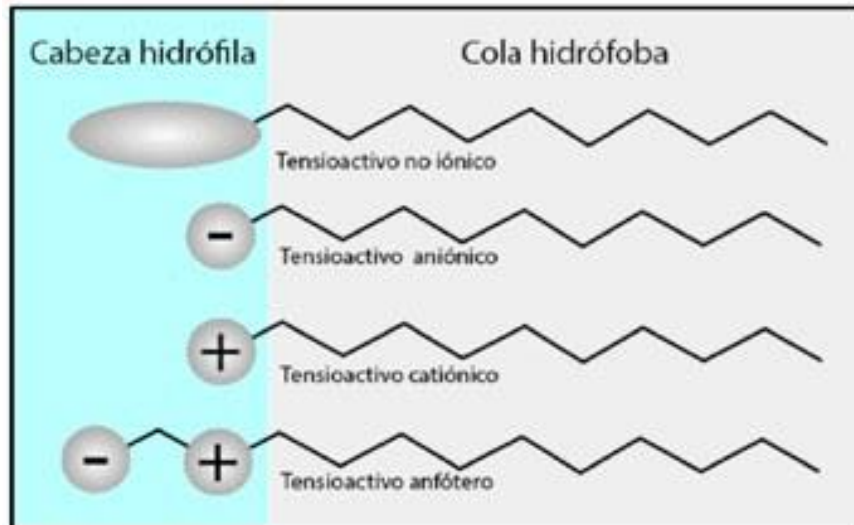


Nota: Tomado de (Santiago Angarita & Valentina Hincapié, 2023)

Como se muestra en la Figura 2, los surfactantes se clasifican en función de la carga eléctrica de su cabeza en cuatro tipos principales: aniónicos, que tienen carga negativa y se componen de grupos funcionales como sulfatos ($-\text{SO}_4^-$), sulfonatos ($-\text{SO}_3^-$) y carboxilatos ($-\text{COO}^-$); catiónicos, que poseen cargas positivas y están compuestos generalmente por aminas o grupos de amonio cuaternario; no iónicos, que carecen de carga eléctrica y por tanto no se ionizan en agua; y anfóteros, que pueden presentar una carga negativa o positiva dependiendo del pH de la solución en la que se encuentren (Universidad Nacional del Sur, 2009).

Figura 2

Tipo de surfactantes



Nota: Tomado de (Santiago Angarita & Valentina Hincapié, 2023)

Los surfactantes se emplean en la recuperación mejorada de petróleo debido a que los métodos convencionales dejan atrapado entre el 60% y 80% del crudo en los poros del yacimiento. Al inyectar surfactantes adecuados, se reduce la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, facilitando la movilización del crudo atrapado.

Cuando se agregan surfactantes a un sistema salmuera/surfactante/crudo, las moléculas se orientan en la interfases agua/crudo y agua/roca. Conforme la concentración de surfactante aumenta, estas moléculas se reorganizan en la interfase formando una monocapa, lo que provoca una disminución general de la tensión interfacial. A medida que la concentración de surfactante se incrementa, se inicia el autoensamblaje de monómeros, acercándose a la Concentración Micelar Crítica (CMC), la cual es la mínima concentración para iniciar con la formación de micelas. Al alcanzarse esta concentración, la interfase no experimenta más adsorción y la tensión interfacial alcanza su valor mínimo (Salager, n.d.).

El crudo está compuesto principalmente por hidrocarburos, con un 85% de carbono, y contiene otros elementos como azufre, oxígeno y nitrógeno (Polynex, 2023). Los asfaltenos, componentes problemáticos del petróleo conocidos como "surfactantes naturales", estabilizan emulsiones de agua en aceite, dificultando su procesamiento. Estos compuestos sólidos tienen un alto peso molecular (1000-20000), no poseen un punto de fusión definido y se caracterizan por su solubilidad en tolueno y otros solventes aromáticos. Su comportamiento es clave en los procesos de deshidratación del crudo, donde se utilizan surfactantes sintéticos para contrarrestar su efecto estabilizante (Tatá et al., 2018; Centeno et al., 2004).

Dado lo expuesto previamente, la adsorción es un proceso que tiende a ser complejo. Por ello, el comportamiento de la adsorción estática se resume y analiza mediante isothermas de adsorción. Estas isothermas ilustran la relación entre la adsorción de surfactantes y la concentración de estos en equilibrio. Además, son muy útiles para estudiar los mecanismos y las interacciones de los surfactantes en el proceso de adsorción sobre sustratos sólidos. La isoterma de Henry es un modelo lineal, contiene un parámetro y solo es aplicable a concentraciones bajas. Las isothermas de Langmuir y Freundlich son los modelos de dos parámetros más utilizados. La isoterma de Langmuir es aplicable para adsorción monocapa en un sitio homogéneo, mientras que Freundlich es válido para la adsorción multicapa en sitios heterogéneos (Kalam et al., 2021).

Los modelos Redlich-Peterson y Sips son más complejos, contienen tres parámetros y fueron desarrollados utilizando las isothermas de Langmuir y Freundlich. Por lo tanto, se pueden seleccionar modelos apropiados considerando el nivel de complejidad del sistema (Kalam et al., 2021).

El modelo de las cuatro regiones o también llamado como isoterma de Somasundaran-Fuerstenau, es la forma más común de isoterma de adsorción desarrollada para la adsorción de

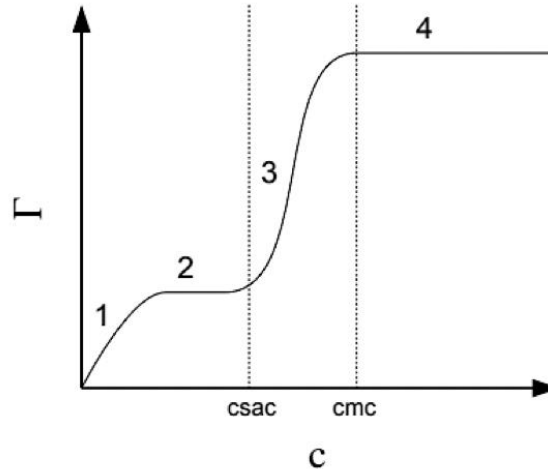
surfactantes iónicos. Por otro lado, Gu y Zhu introdujeron dos modelos (de un paso y de dos pasos) para isothermas de adsorción de tipo L, tipo S y tipo LS. Ambos modelos consideran la adsorción como una interacción entre moléculas de surfactante y sitios superficiales desocupados. En el modelo de un paso, las hemimicelas se forman por la interacción entre un monómero tensioactivo y un sitio activo. El modelo de un paso se desarrolló originalmente para la adsorción de surfactantes no iónicos en gel de sílice que exhibe la curva tipo S. La forma matemática general del modelo de un paso se desarrolló utilizando la ley de acción de masas (Kalam et al., 2021).

El modelo de dos pasos es la versión modificada del modelo de un paso, en el que la adsorción se realiza en dos pasos. Primero, los monómeros de surfactante se adsorben en la superficie sólida en una concentración menor que la concentración crítica de agregación (CAC) mediante interacción electrostática. Los agregados no se forman en el primer paso. En el segundo paso, la adsorción aumenta considerablemente debido a la formación de hemimicelas mediante asociación o interacción hidrofóbica (Kalam et al., 2021).

Para el modelo de 2 pasos (Figura 3) se conoce que el primer paso, representa la formación de agregados libres en solución a concentraciones bajas. En el segundo paso, se produce la formación de agregados en forma de hemimicelas. La gráfica del exceso superficial (adsorción) versus la concentración en el líquido sobrenadante muestra dos zonas de aumento notable del exceso superficial, una de ellas cerca de la Concentración Micelar Crítica (CMC) y en la meseta se encuentra la Concentración Crítica de Agregación en la Superficie (CSAC), también llamada Concentración Hemimicelar Crítica (HMC), que es la concentración a la cual las moléculas de surfactante interactúan entre sí formando agregados en forma de hemimicelas (Doan et al., 2021).

Figura 3

Modelo de dos pasos



Nota: Tomado de (David Woods, 2011)

En la zona 1, el surfactante se adsorbe debido a interacciones electrostáticas débiles con la superficie, resultando en una baja adsorción.

En la zona 2, la carga en la superficie ha sido neutralizada por el surfactante, limitando las interacciones electrostáticas y observando una región de meseta. En esta zona se van formando sitios hidrofóbicos que servirán como sitios de nucleación para la formación de hemimicelas.

La zona 3 inicia con un aumento abrupto de la adsorción, debido a que la concentración de surfactante es suficiente para generar interacciones hidrofóbicas entre las moléculas, formando hemimicelas.

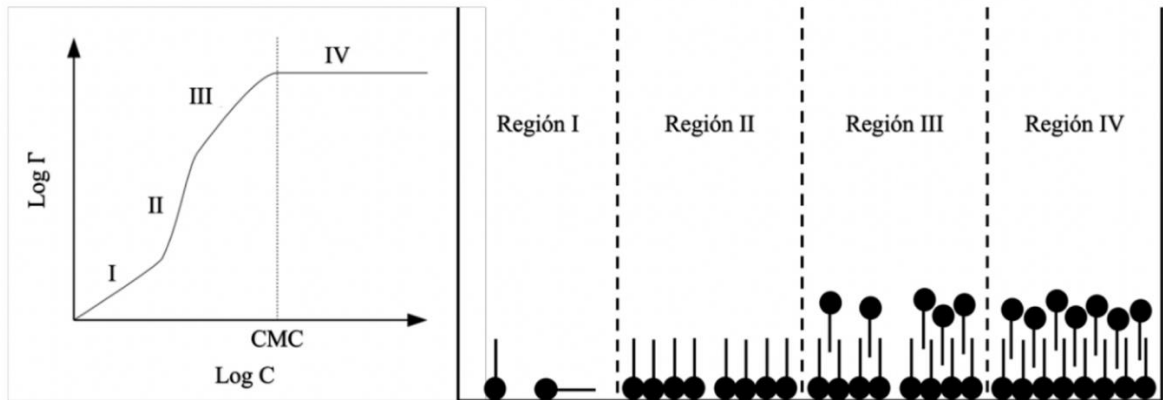
En la zona 4, por encima de la CMC, se terminan de formar las hemimicelas, saturando la superficie y volviéndola nuevamente hidrofílica (Atkin et al., 2003).

Por otro lado, en el modelo de 4 regiones se realiza una gráfica del logaritmo del exceso superficial versus el logaritmo de la concentración del líquido (Figura 4). Esto permite un mejor

enfoque en las zonas de baja concentración y bajo exceso superficial. Típicamente se obtienen tres zonas con aumentos pronunciados a distintas pendientes y una zona de meseta por encima de la CMC (Atkin et al., 2003), ver Figura 4.

Figura 4

Isoterma y modelo de adsorción de 4 regiones



Nota: Tomado de (Atkin et al., 2003)

Región I: se propone una adsorción por interacciones electrostáticas, con las moléculas de surfactante orientadas con la cabeza polar hacia la superficie del sustrato y la cola hacia el líquido. También se consideran las posibles interacciones de la cola con los sitios hidrofóbicos de la superficie. En esta región se neutraliza la carga superficial del sustrato.

Región II: Se presentan interacciones laterales entre las moléculas, generando conjuntos primarios de surfactantes que crean sitios hidrofóbicos.

Región III: Las moléculas se adsorben sobre los conjuntos de surfactantes, haciendo que estos crezcan e induciendo la formación de hemimicelas sobre la superficie. Las hemimicelas

tienen las cabezas polares orientadas hacia el líquido, produciendo una hidrofiliación de la superficie.

Región IV: Las hemimicelas han crecido tanto que las moléculas se disponen sobre la superficie formando una bicapa, lo cual hace que la superficie sea totalmente hidrofílica. En esta región, la superficie está totalmente saturada, por lo que el exceso superficial se mantiene constante a mayores concentraciones (Jean-Maurice Cases*, 2002).

2. Objetivos

2.1 Objetivo General

Estudiar la adsorción de formulaciones de surfactantes sobre una superficie mineral en presencia de asfaltenos.

2.2 Objetivos Específicos

- Evaluar la capacidad de adsorción de mezclas binarias de surfactantes en presencia de asfaltenos a través de pruebas de adsorción estática.
- Analizar el comportamiento de adsorción para cada formulación de surfactante mediante los diversos modelos de adsorción.

3. Metodología

El proyecto de investigación realizado es de tipo experimental debido a que el estudio involucra la manipulación de variables con el fin de analizar sus efectos. Este proyecto tiene un enfoque cuantitativo ya que todos los experimentos realizados se presentan en el documento por medio de una comparativa de valores con el fin de expresar el comportamiento de los fenómenos de adsorción de manera numérica.

3.1 Materiales

3.1.1 Mezclas binarias de surfactantes

Las mezclas binarias utilizadas en esta investigación están conformadas por un surfactante aniónico y uno no iónico. Estas formulaciones se seleccionaron con base a un estudio anterior, en el cual se evalúa la tensión interfacial con crudo de campo. Estas formulaciones cumplieron con una tensión inferior a 0.1 mN/m. La Tabla 1 detalla información al respecto de los surfactantes utilizados y la Tabla 2 detalla las formulaciones y las proporciones específicas de mezcla.

Tabla 1

Características de los surfactantes

Surfactantes	Abreviación	Peso molecular [g/mol]	Tipo de surfactante
Alfoterra S23-13S 90	A23-90	1055	Aniónico
Novel TDA-6	TDA-6	467	No Iónico
Aspiro S 1645 X	A1645X	302.56	No Iónico
Enordet J11111	EJ11111	919	Aniónico

Nota: Tomado y adaptado de (BASF, 202218; Sasol Chemicals North America LLC, 202019; Yarveicy et al., 201820)

Tabla 2

Mezclas de surfactantes

Mezclas binarias	Proporción de mezcla [%v/v]
Alfoterra S23-13S 90 + Novel TDA-6	10:90
Alfoterra S23-13S 90 + Aspiro S 1645 X	60:40
Enordet J11111 + Novel TDA-6	10:90

3.1.2 *Crudo pesado*

Para llevar a cabo la extracción de los asfaltenos, se utilizó un crudo pesado proveniente de un campo de los Llanos Orientales. La Tabla 3 presenta la caracterización realizada al crudo pesado.

Tabla 3

Caracterización del crudo pesado

Prueba	Valor	
Gravedad API (°)	12	
Densidad (g/cm ³) a 65 °C	0.9372	
Viscosidad (cP)	25 °C	4724
	50 °C	458
	65 °C	198
Saturados (%)	41.6	
Aromáticos (%)	19.9	
Resinas (%)	19.7	
Asfáltenos (%)	15	

3.1.3 *Sustrato mineral*

El sustrato mineral utilizado en las pruebas de adsorción estática correspondía a las “arenas basales” de la Formación Carbonera. Estas muestras son utilizados sin pretratamiento para evitar alterar su composición y características de mojabilidad, lo cual es fundamental en el estudio de la

adsorción de surfactantes sobre superficies minerales en presencia de asfaltenos. La preservación de estas propiedades permite obtener resultados más precisos en los análisis, ya que cualquier modificación podría influir en la interacción entre los surfactantes y los asfaltenos presentes en el crudo (TEDDYS GUILLERMO OSPINO CARO, 2009).

En el contexto del estudio de adsorción, se ha observado que los asfaltenos pueden alterar la mojabilidad de las superficies minerales al adsorberse sobre ellas, cambiando su comportamiento de mojabilidad de agua a aceite. Este fenómeno es crucial para entender cómo los surfactantes pueden ser utilizados para mejorar la recuperación de hidrocarburos, ya que su capacidad para modificar la mojabilidad puede facilitar la desorción de asfaltenos y mejorar el flujo del petróleo (TEDDYS GUILLERMO OSPINO CARO, 2009).

3.2 Métodos

3.2.1 Extracción de asfaltenos

La extracción de asfaltenos se llevó a cabo siguiendo la norma técnica ASTM D-6560 (Universidad Nacional del Sur, n.d.). Esta norma establece el contenido estimado de asfaltenos presente en el crudo para determinar la cantidad de muestra requerida junto con el solvente. Para la extracción, se utilizó n-heptano. Según el análisis realizado, se necesitó $0,8 \pm 0,2$ g de crudo con 25 ± 30 ml de heptano, empleando un balón de ebullición fondo redondo BORO 3.3 NS 24/40 de vidrio con una capacidad de 250 ml.

La mezcla se calentó hasta el punto de ebullición y mantuvo en calentamiento y agitación constante durante 60 minutos utilizando un agitador magnético. Luego, se dejó en reposo el balón cubierto con aluminio en su parte superior durante aproximadamente 24 horas, como propuesta para reemplazar el extractor de reflujo. Durante este tiempo, los asfaltenos se precipitan.

Posteriormente, se realizó la filtración por gravedad de la mezcla con los asfaltenos precipitados, utilizando un papel de filtro Whatman Grado 42 de 110 o 125 mm de diámetro. Finalmente, el papel de filtro con los asfaltenos se colocó en un horno a 60°C durante aproximadamente 24 horas para permitir la evaporación total del heptano presente en el sólido.

3.2.2 Determinación de la concentración micelar crítica (CMC) de las mezclas

La estimación de la Concentración Micelar Crítica (CMC) para cada formulación es importante, ya que por debajo de estos valores los surfactantes se encuentran como monómeros dispersos y por encima de la CMC la fase acuosa se “satura” generando así moléculas agrupadas en decenas o centenares (micelas). Este comportamiento puede desplazar o modificar la adsorción, por lo tanto, es necesario trabajar en un rango menor a este (Salager et al., n.d.). Existen en la actualidad varias maneras de medir la CMC de una formulación de surfactantes, las mediciones de tensión superficial, mediciones de conductividad eléctrica, por dispersión de luz dinámica (DLS) entre otros (ASTM, 2022); debido a la disponibilidad de equipos en el laboratorio, se utilizó el método de tensión superficial utilizando un tensiómetro de gota colgante modelo OCA 15EC de la empresa Dataphysics graduado en 65°C debido a que es la temperatura a la cual se encuentra el yacimiento de estudio. Adicionalmente, este proceso se realizó a la salinidad definida por el agua de inyección del campo.

Inicialmente, se prepararon las mezclas de los surfactantes a diferentes concentraciones entre 5 ppm hasta 5000 ppm en salmuera sintética. Para cada medición, se formó una gota de la solución con una jeringa, y al entrar en contacto con el aire, se registró el valor de la tensión superficial. Posteriormente, se graficaron las tensiones superficiales en función de la concentración de cada solución. El punto de inflexión de la curva representa la CMC de las mezclas binarias.

3.2.3 Cuantificación de cada surfactante en la mezcla

3.2.3.1 Método de ácido tánico para surfactantes no iónicos

Los surfactantes no iónicos TDA-6 y A1645X se cuantificaron mediante el método del ácido tánico bajo la norma ASTM D 2950. El ácido tánico reacciona con los surfactantes y forman un complejo insoluble que precipita, aumentando la turbidez de la solución permitiendo una determinación cuantitativa del surfactante con ayuda de un turbidímetro AQ3010 marca Thermo ScientificTM (Fernández L., 2013). Para el caso del TDA-6 se utilizaron concentraciones desde 30 hasta 100 ppm y para el A1645X la curva de calibración se graficó entre 10 a 100 ppm.

3.2.4 Método de azul de metileno para surfactantes aniónicos

Según la norma ASTM 5540C, el método de azul de metileno se emplea para determinar la concentración de surfactantes presentes en la solución. Las sustancias activas del azul de metileno (MBAS) provocan la transferencia del colorante catiónico, de una solución acuosa a un líquido orgánico inmisible tras el equilibrio. Esto ocurre mediante la formación de pares iónicos por el anión MBAS y el catión azul de metileno. La intensidad del color azul resultante en la fase orgánica es una medida de MBAS. El método comprende tres extracciones sucesivas de un medio acuoso ácido que contiene un exceso de azul de metileno en cloroformo (CHCl_3), seguidas de un retro lavado acuoso y una medición del color azul en el CHCl_3 mediante espectrofotometría a 652 nm. (Daniel Luizet Castro Ramos, 2014). Este método permite graficar la absorbancia del complejo obtenido vs la variación de la concentración del surfactante, el AS23-90 y el EJ11111 son los surfactantes que se midieron por este método utilizando el equipo de UV visible modelo P5 de la marca Mapada Instruments Co, con concentraciones de 1 hasta 6 ppm para el EJ11111 y

de 1 a 9 ppm para el AS23-90 con un paso de 1 ppm para los dos casos, las curvas de calibración se encuentran en el Apéndice G y Apéndice I, respectivamente.

3.2.5 Cinética de adsorción

El objetivo de esta prueba es determinar el tiempo de equilibrio del sistema. Es decir, el tiempo que toma a las moléculas de surfactantes para adsorberse sobre el sustrato mineral. Es importante establecer este tiempo, ya que las isotermas de adsorción se realizan bajo la condición de que el sistema hay alcanzado el equilibrio termodinámico. En el Apéndice E se verifica la llegada del sistema al equilibrio al pasar por 2 horas y 30 minutos.

3.2.6 Pruebas de adsorción estática

Para el caso de las 3 formulaciones se utilizó 1 g de ripio, 9,84 mg de asfaltenos (la determinación de esta cantidad se describe en el Apéndice K) y 10 ml de la formulación de surfactantes las cuales se colocaron en un horno a 65°C y para poder garantizar un constante contacto entre las sustancias, la formulación se colocó en un Roller Thermo Scientific™ a 40 rpm. Estas condiciones se mantuvieron constantes para las mediciones de las isotermas de las 3 formulaciones y lo que se varió fueron las concentraciones. Las concentraciones iniciales fueron definidas como 40, 60, 100, 150, 160, 180, 200, 220 y 250 ppm para la primera formulación la cual está compuesta por TDA-6 (90%) y AS23-90 (10%) mientras que las otras dos formulaciones tuvieron concentraciones iniciales de 40, 60, 100, 150, 250, 400, 600, 1000, 1500, 2500, 4000 y 6000 ppm; después de entrar en contacto por 2 h y 30 min las 12 soluciones a las condiciones anteriormente mencionadas, se separó el sobrenadante de los ripios y los asfaltenos para poder medir posteriormente la adsorción que tuvo el surfactante. Debido a que los ripios y los asfaltenos estuvieron en constante movimiento, el sobrenadante obtenido contiene partículas que pueden

entorpecer la correcta medición en los equipos, por lo tanto, se decidió centrifugar por 20 min a 3400 rpm cada muestra.

Por último, se midieron de nuevo cada muestra utilizando los métodos de azul de metileno y ácido tánico según el caso de cada surfactante iónico o no-iónico, debido a que cada uno se mide por un método diferente para de esta forma obtener los resultados de turbidez y absorbancia para cada caso, utilizando las curvas de calibración obtenidas con anterioridad. Cuando las concentraciones se salen de las curvas de calibración, se realizan diluciones para que los valores de las mediciones puedan estar dentro de la curva de calibración.

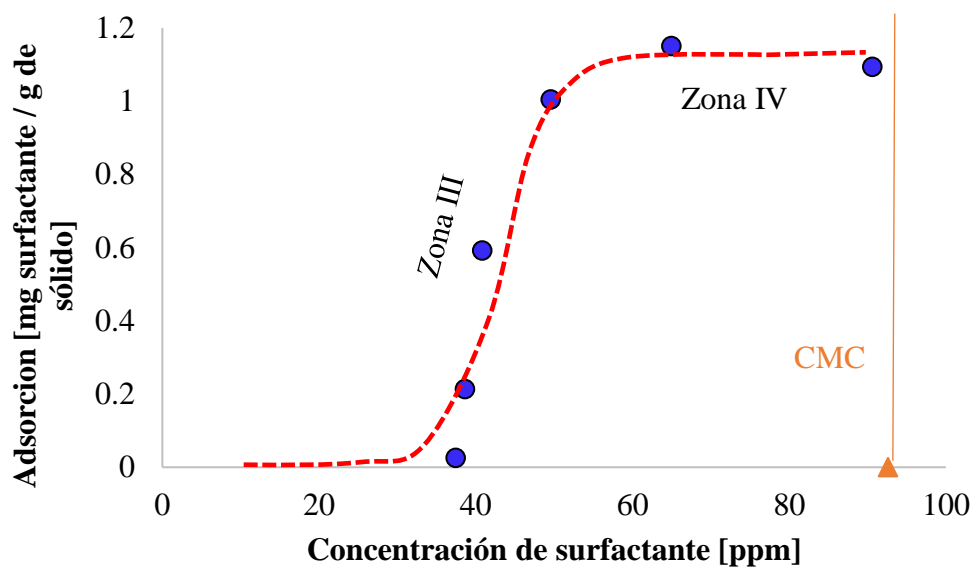
4. Resultados y Discusión

4.1 Isotermas de adsorción

En el apéndice M se presenta el cálculo de los valores de las ordenadas para cada forma de representar las isotermas, las cuales varían en las unidades, mientras que en el eje de las abscisas siempre se va a presentar la concentración de surfactante en el equilibrio. En la Figura 5 se presenta la adsorción para la Formulación 1 en solución acuosa.

Figura 5

Isoterma de adsorción para la Formulación 1: AS23-90 (10%) + TDA-6 (90%)



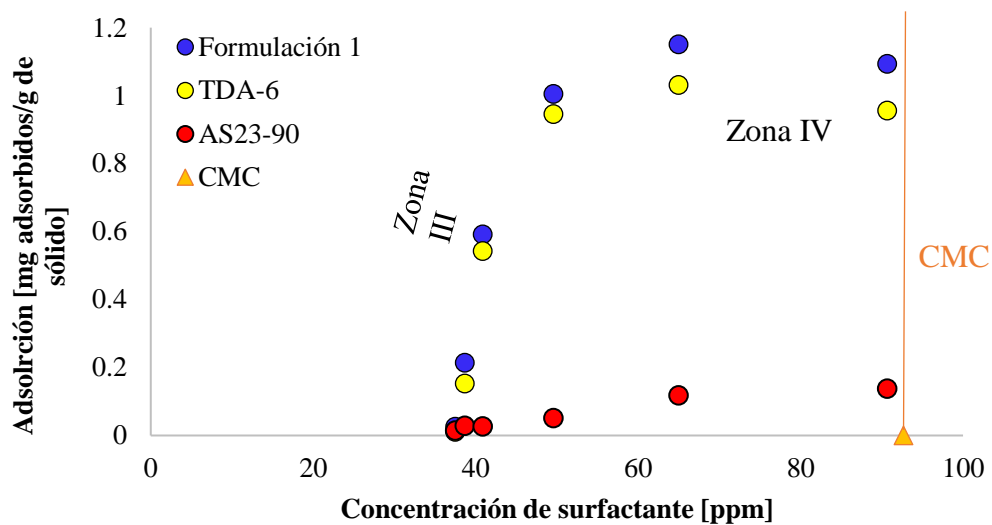
La Figura 5 presenta un comportamiento típico de adsorción de surfactantes basado en el modelo de dos pasos. En concentraciones bajas (40-50 ppm), se observa una adsorción abrupta inicial, lo que sugiere la formación rápida de hemimicelas en la superficie sólida debido a interacciones hidrofóbicas entre las moléculas de surfactante (Atkin et al., 2003). Este fenómeno corresponde a la zona III del modelo, donde la adsorción aumenta rápidamente hasta alcanzar una meseta, indicando la saturación de los sitios activos disponibles. El método de cuantificación

utilizado tiene limitaciones para medir adsorción en concentraciones extremadamente bajas, impidiendo una observación detallada de las primeras etapas. A concentraciones mayores, tras alcanzar la concentración micelar crítica (CMC), la adsorción se estabiliza, ya que las moléculas de surfactante forman micelas en la solución en lugar de seguir adsorbiéndose sobre la superficie sólida (Atkin et al., 2003).

Teniendo presente lo mencionado anteriormente, se realizó la isoterma de adsorción para cada surfactante en la Formulación 1, tanto en el equilibrio de TDA-6 como en el equilibrio de AS23-90, tal como se muestra en la Figura 6.

Figura 6

Isoterma de adsorción para cada surfactante en la Formulación 1



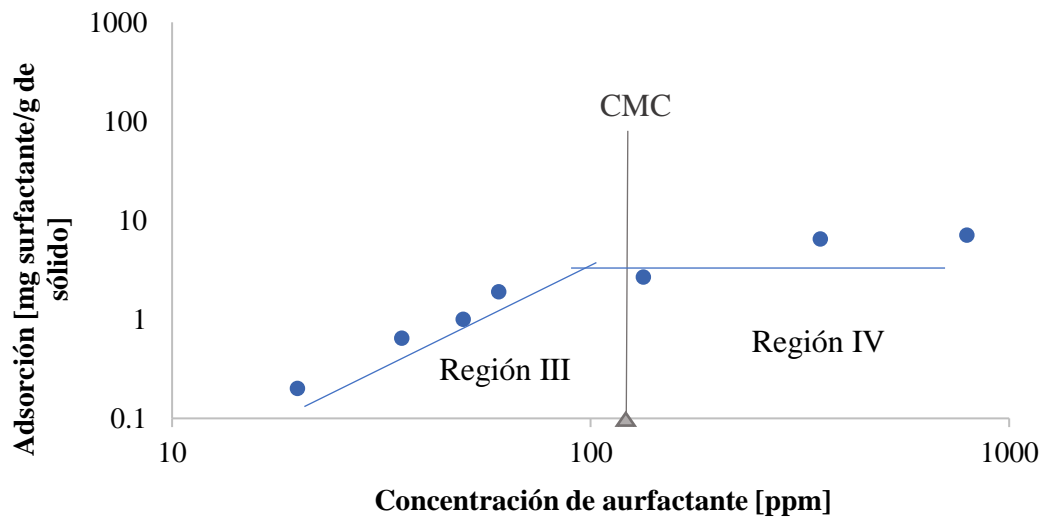
La Figura 6 muestra la cantidad de surfactante adsorbida para cada componente de la Formulación 1 (F1), ajustándose al modelo de dos pasos. El surfactante TDA-6, que compone el 90% de la mezcla, tiene un rol predominante en la adsorción, mostrando un aumento abrupto en concentraciones cercanas a 40-50 ppm, lo que sugiere una adsorción fuerte y rápida seguida de

una meseta que indica saturación de los sitios en la superficie sólida. Por otro lado, el surfactante AS23-90 exhibe un comportamiento de adsorción más gradual y progresivo, sin un punto claro de saturación. Aunque su contribución es menor debido a su baja proporción en la mezcla, no es despreciable. En conjunto, ambos surfactantes generan un comportamiento de adsorción más complejo, lo que resalta la necesidad de estudiarlos conjuntamente para comprender mejor su interacción en la formulación.

Posteriormente, se realizó la isoterma de adsorción para la Formulación 2 en el equilibrio, como se logra observar en la Figura 7. Según el comportamiento observado, la Formulación 2, sigue el modelo de cuatro regiones. En las primeras etapas, antes de alcanzar la concentración micelar crítica (CMC), se observa una leve inclinación que corresponde a la Región III del modelo, donde las moléculas de surfactante se adsorben progresivamente formando hemimicelas, tal como indica Jean-Maurice Cases (2002). Este comportamiento refleja una adsorción gradual en la superficie sólida, sin aumentos abruptos. Al llegar a la CMC, la pendiente cambia notablemente, marcando la transición a la Región IV. Aquí, las hemimicelas crecen hasta formar una bicapa, lo que aumenta la cobertura uniforme de la superficie, haciéndola más hidrofóbica. Este proceso culmina con una superficie completamente cubierta, como lo señala el mismo autor. Las Regiones I y II del modelo no son visibles en esta gráfica debido a las limitaciones del método analítico, que no permite medir concentraciones muy bajas de surfactante. En resumen, la gráfica destaca las Regiones III y IV, evidenciando una adsorción progresiva de hemimicelas seguida de la formación de bicapas que alteran la naturaleza de la superficie.

Figura 7

Isoterma de adsorción para la Formulación 2: AS23-90 (60%) +A1645X (40%)

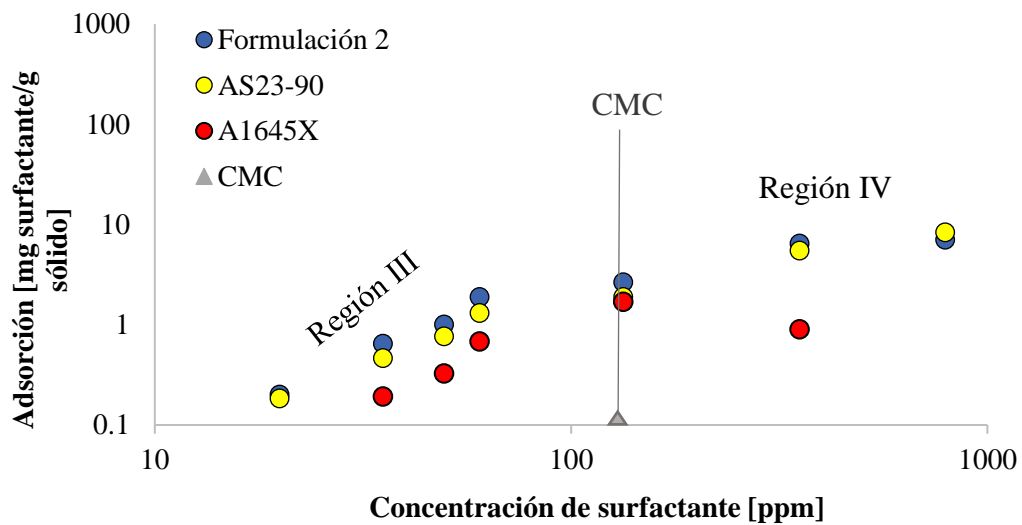


Igualmente, se representa la isoterma de adsorción para cada surfactante en la formulación 2, es decir, por separado las moléculas adsorbidas de AS23-90 y de A1645X como se presenta en la Figura 8. La gráfica ilustra el comportamiento de adsorción de los surfactantes AS23-90 (aniónico) y A1534X (no iónico) en la Formulación 2, siguiendo el modelo de cuatro regiones. En las primeras dos regiones (I y II, no mostradas), la adsorción es mínima o moderada a concentraciones bajas. En la Región III, visible en la gráfica, se observa un incremento significativo en la adsorción. Alfoterra, como surfactante aniónico, tiene una adsorción progresiva, mientras que Aspiro muestra un comportamiento más escalonado, debido a sus diferentes interacciones con el sólido. En la Región IV, después de la concentración micelar crítica (CMC), Alfoterra incrementa notablemente su adsorción, sugiriendo la formación de múltiples capas o interacciones de micelas con la superficie sólida. Aspiro también aumenta su adsorción, pero en menor grado. Aquí, las hemimicelas se organizan en bicapas, saturando completamente la

superficie, volviéndola hidrofílica, como lo indican Sandoval-Ibarra et al. (2015) y Jean-Maurice Cases (2002).

Figura 8

Isoterma de adsorción para cada surfactante en la Formulación 2 con eje X y Y en escala logarítmica



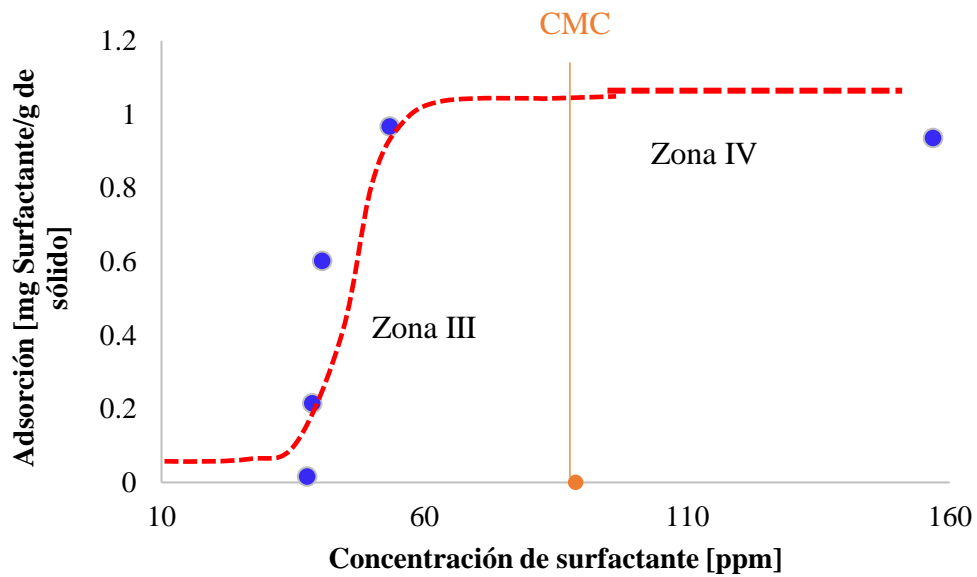
A continuación, se presenta la isoterma de adsorción para la formulación 3 como se muestra en la Figura 9. La Figura 9a muestra la isoterma de adsorción de la Formulación 3 antes de alcanzar la concentración micelar crítica (CMC). Al inicio, se observa una inclinación pronunciada que indica una rápida adsorción del surfactante sobre el ripio, típica del modelo de dos pasos. Esto sugiere que, al igual que la formulación 1, la formulación 3 forma hemimicelas en la superficie a bajas concentraciones, respaldado por Atkin et al. (2003). Sin embargo, el rango de concentraciones evaluado antes de la CMC es limitado debido a restricciones analíticas. En la Figura 9b, posterior a la CMC, la adsorción continúa aumentando con la concentración del surfactante, lo que sugiere la formación y crecimiento de micelas sobre la superficie. La pendiente de la curva indica un ajuste dinámico del sistema, donde estructuras micelares adicionales influyen

en la adsorción (Universidad Nacional del Sur, n.d.). En conjunto, la isoterma de adsorción de la formulación 3 sigue el modelo de dos pasos, similar a la Formulación 1, con una adsorción inicial de hemimicelas a bajas concentraciones y la posterior formación de micelas en concentraciones más altas.

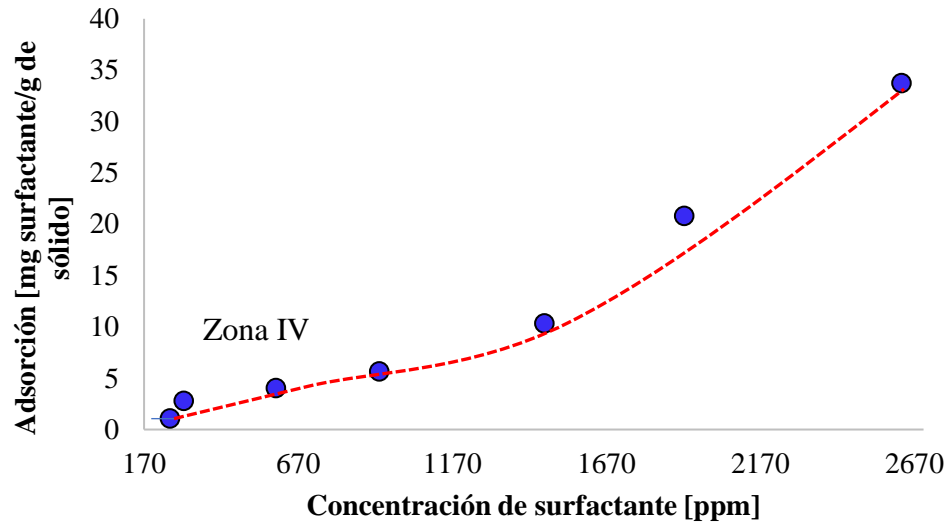
Figura 9

Isoterma de adsorción para la Formulación 3. [a) Adsorción de la Formulación 3 antes de llegar a la CMC b) Adsorción de la Formulación 3 después de llegar a la CMC].

a)



b)

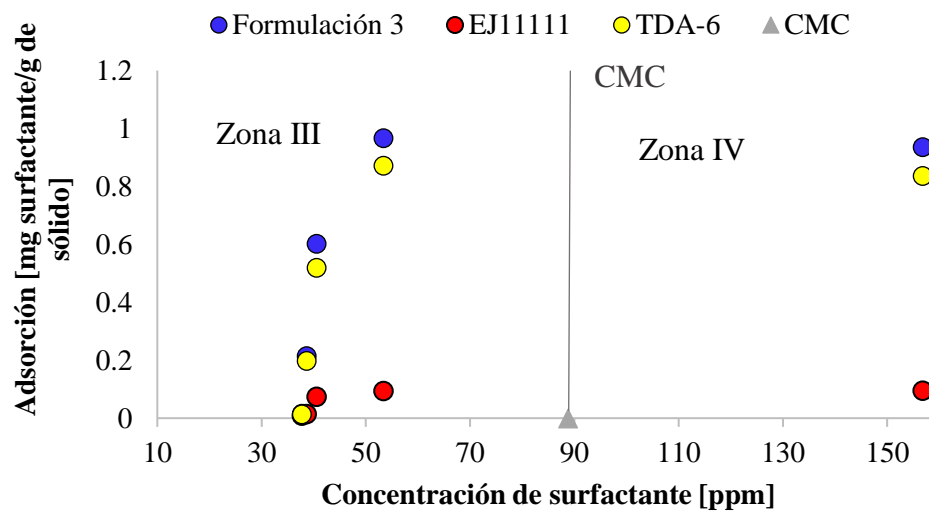


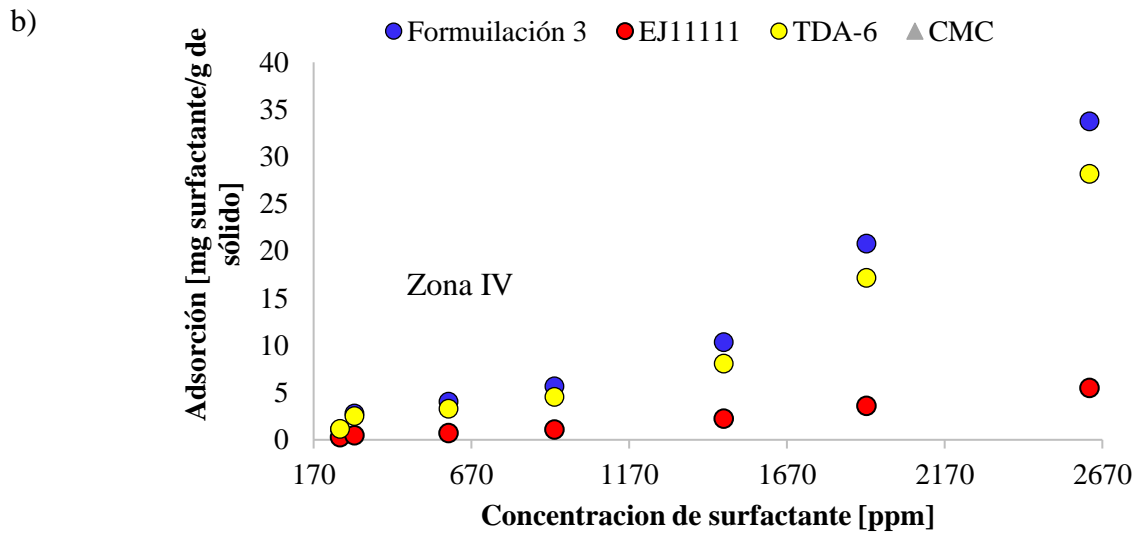
Finalmente, se realizó la isoterma de adsorción para el surfactante TDA-6 y EJ11111 en el equilibrio como se evidencia en la Figura 10.

Figura 10

Isoterma de adsorción para cada surfactante en la Formulación 3 [a) Adsorción antes de llegar a la CMC; b) Adsorción después de llegar a la CMC].

a)





La Figura 10a muestra la adsorción de los surfactantes TDA-6 y EJ11111 de la Formulación 3 antes de la concentración micelar crítica (CMC). El TDA-6, que representa el 90% de la formulación, muestra un cambio significativo en la pendiente de adsorción, mientras que el EJ11111, presente en solo el 10%, tiene un impacto menor en el comportamiento global. Esto se debe a las proporciones relativas de cada surfactante y sus características químicas. En la Figura 10b, después de la CMC, ambos surfactantes continúan aumentando su adsorción. A pesar de la formación de micelas, las moléculas individuales y las micelas siguen interactuando con la superficie sólida, lo que permite una adsorción continua. La presencia de surfactantes no iónicos también favorece la adsorción multicapa, ya que no hay repulsiones electrostáticas significativas (Sandoval-Ibarra et al., 2015). Este proceso es particularmente relevante en superficies con grandes áreas o presencia de asfaltenos, los cuales actúan como sitios preferenciales de adsorción (Jean-Maurice Cases, 2002). En conclusión, el comportamiento de la Formulación 3 se ajusta al modelo de dos pasos, donde la CMC marca un punto crucial en la adsorción. Factores como la presencia de asfaltenos y la modificación de la mojabilidad de las superficies juegan un rol clave en el aumento de la adsorción después de la CMC.

5. Conclusiones

El presente trabajo cumplió su objetivo de estudiar la adsorción de diversas formulaciones de surfactantes sobre una superficie mineral en presencia de asfaltenos. A través de pruebas de adsorción estática, se analizaron mezclas binarias de surfactantes, mostrando comportamientos diferenciados según la composición y concentración de los mismos. Se observó que las formulaciones con TDA-6, que presenta un mayor porcentaje en las mezclas, tienden a formar hemimicelas antes de alcanzar la concentración micelar crítica (CMC), ajustándose al modelo de dos pasos. Este fenómeno fue especialmente evidente en la Formulación 3, donde el surfactante TDA-6 mostró una adsorción significativa acorde con este modelo. Después de la CMC, tanto el TDA-6 como otros surfactantes no iónicos continúan adsorbiéndose, lo que sugiere la formación de múltiples capas sobre la superficie sólida.

El estudio también reveló que la presencia de asfaltenos aumenta la adsorción, especialmente después de la CMC. Las interacciones específicas entre los asfaltenos y los surfactantes juegan un papel crucial en este comportamiento. Además, en formulaciones que incluyen surfactantes como AS23-90 y A1645X, el proceso de adsorción es más complejo y se ajusta mejor al modelo de cuatro regiones. Aquí, no solo se observó la formación de hemimicelas, sino también bicapas en concentraciones mayores, correspondientes a la región IV del modelo de adsorción.

Otro hallazgo clave es que los asfaltenos compiten con los surfactantes por los sitios de adsorción, lo que puede afectar la eficiencia del proceso. Esto subraya la importancia de considerar los asfaltenos en estrategias de recuperación mejorada de petróleo, particularmente en la industria colombiana, donde la optimización de formulaciones de surfactantes podría mejorar la recuperación de crudo en yacimientos existentes. En conclusión, este estudio muestra que la

composición y concentración de surfactantes, junto con la presencia de asfaltenos, influyen significativamente en la adsorción sobre superficies minerales. La selección adecuada de formulaciones y su ajuste a modelos de adsorción, como el de dos pasos o el de cuatro regiones, es esencial para optimizar los procesos de recuperación mejorada de petróleo y maximizar la producción de hidrocarburos en Colombia.

6. Recomendaciones

Para el caso de formulaciones cuyo valor de CMC se encuentra en un rango que se considere bajo y que los métodos de medición utilizados no son tan exactos para medir a rangos menores, es recomendable utilizar métodos más complejos y sofisticados para poder evidenciar de manera correcta el comportamiento de los surfactantes.

Se sugiere explorar más formulaciones y condiciones experimentales para entender mejor los mecanismos subyacentes y optimizar los procesos EOR.

Referencias

- ASTM. (2022). Standard Test Method for Determination of Asphaltenes (Heptane Insolubles) in Crude Petroleum and Petroleum Products. <https://doi.org/10.1520/D6560-22>
- Atkin, R., Craig, V. S. J., Wanless, E. J., & Biggs, S. (2003). Mechanism of cationic surfactant adsorption at the solid–aqueous interface. *Advances in Colloid and Interface Science*, 103(3), 219–304. [https://doi.org/10.1016/S0001-8686\(03\)00002-2](https://doi.org/10.1016/S0001-8686(03)00002-2)
- Avendaño, V. (2008). Adsorción de surfactantes catiónicos sobre arena en función de la carga superficial del sustrato y la longitud de cadena hidrocarbonada del surfactante. *Ciencia e Ingeniería*, 30, 15–23. <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=507550784003>
- BASF. (2022). Hoja de Seguridad Aspiro S 1645 X.
- Bloomberg. (2020, 14 mayo). Sector petrolero colombiano podría no recuperarse de la crisis que ha tenido la industria. *Diario la República*.
- Carolina, J., & González, G. (2023). Yacimientos no convencionales en Colombia. www.agiamondo.de
- Carrera, M. C., Romero, A. I., Villegas, M., Parentis, M. L., & Gonzo, E. E. (n.d.). VII CAIQ 2013 y 2das JASP OBTENCIÓN DE LA TENSIÓN SUPERFICIAL MEDIANTE EL MÉTODO DE DU NOUY Y EL MÉTODO DE LA GOTA PENDIENTE.
- Cases, J., Mielczarski, E., Michot, L., Villiéras, F. y Thomas F. (2002). Ionic surfactants adsorption on heterogeneous surfaces. *Comptes Rendus Geoscience*, (334), 675-688. [https://doi.org/10.1016/S1631-0713\(02\)01798-4](https://doi.org/10.1016/S1631-0713(02)01798-4)
- Centeno, G., Trejo, F., Ancheyta, J., & Carlos, A. (2004). Precipitación de asfaltenos del crudo Maya en un sistema a presión. In *Rev. Soc. Quím. Méx* (Vol. 48).

Centeno, G., Trejo, F., Ancheyta, J., & Carlos, A. (s. f.). Precipitación de asfáltenos del crudo Maya en un sistema a presión.

https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0583-76932004000300001

D.Y. Kwok¹, A. W. N. (n.d.). Contact angle measurement and contact angle interpretation. *ELSEVIER*

Daniel Luizet Castro Ramos. (2014). Evaluación de las propiedades multifuncionales de productos químicos surfactantes aplicados a la industria del petróleo.

Department of Energy & Climate Change (DECC). (n.d.). Calculadora Colombiana de Carbono 2050. <https://calculadoracarbono.minambiente.gov.co/assets/onepage/18.pdf>

Doan, T. H. Y., Le, T. T., Nguyen, T. M. T., Chu, T. H., Pham, T. N. M., Nguyen, T. A. H., & Pham, T. D. (2021). Simultaneous adsorption of anionic alkyl sulfate surfactants onto alpha alumina particles: Experimental consideration and modeling. *Environmental Technology and Innovation*, 24. <https://doi.org/10.1016/j.eti.2021.101920>

Dynamics of Surfactant Adsorption at Solid Liquid Interfaces, por David Woods, 2011. Universidad de Durham.

E. De la Hoz, T. Fontalvo, & J. Morelos (2014). Evaluación del comportamiento de los indicadores de productividad y rentabilidad financiera del sector petróleo y gas en Colombia mediante el análisis discriminante. [https://doi.org/10.1016/S0186-1042\(14\)70159-7](https://doi.org/10.1016/S0186-1042(14)70159-7)

EDISON FERNANDO RAMIREZ ESCAMILLA WOLFRAN MATEO GÓMEZ VÁSQUEZ. (2019). ANÁLISIS DEL EFECTO DEL TAMAÑO DEL BACHE DE UNA

FÓRMULA SURFACTANTE-POLÍMERO EN LA REDUCCIÓN DE ACEITE RESIDUAL EN UN EMPAQUE DE ARENA.

El petróleo y su comportamiento. (s. f.). Ministerio Para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

Espinosa B, C. A., & Torres, K. J. (s. f.). Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados. Universidad de San Buenaventura Cartagena, Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados.

<https://bibliotecadigital.usb.edu.co/server/api/core/bitstreams/87f347eb-29c2-439c-93ed-530143437b27/content>

Fernández L., S. M., González E., Frigerio M., D. la C. V. C., Abrigo S., Chambi D., I. A., Gatti M., H. M. (2013). COMPORTAMIENTO DE SURFACTANTES NO IÓNICOS EN ESCENARIOS DE INTERÉS EN CEOR.

Fernando, N., Trujillo, S., Yovany, F., & Inocencio, J. (n.d.). Necesidades de Innovación y Tecnología para la industria de petróleo y gas en Colombia The need in Innovation and Technology in the Colombian Oil and Gas Industry. http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0121-49932014000100008&script=sci_arttext

Hurtado, M. A. A., Estupiñán, C. A. T., Vallejo, B. G. E., Rivadeneira, A. W. M., & Escudero, M. A. G. (2017). Influencia de surfactantes en la evaluación de la tensión interfacial para una emulsión agua petróleo relacionada al proceso de recuperación mejorada. <http://portal.amelica.org/ameli/journal/624/6243938001/html/>

Inés Gutierrez. (2023). Cómo fortalecer la colaboración entre la industria y la academia en AL. TecScience.

Ing. Angel Rafael Lara Hernández. (2017). Estudio de la humectabilidad y dispersión de crudos pesados sobre núcleos de yacimiento aplicando surfactantes con base sulfato.

Jean Louis. (1991). USO DE LOS SURFACTANTES EN LA INDUSTRIA PETROLERA.

Jean-Maurice Cases*, J. M. E. M. L. J. M. F. V. F. T. (2002). Ionic surfactants adsorption on heterogeneous surfaces. [https://doi.org/10.1016/S1631-0713\(02\)01798-4](https://doi.org/10.1016/S1631-0713(02)01798-4)

Kalam, S., Abu-Khamsin, S. A., Kamal, M. S., & Patil, S. (2021). Surfactant Adsorption Isotherms: A Review. In ACS Omega (Vol. 6, Issue 48, pp. 32342–32348). American Chemical Society. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c04661>

la Cruz Vivanco, D. C. (n.d.). VII CAIQ 2013 y 2das JASP. https://www.aaiq.org.ar/SCongresos/docs/04_025/papers/04a/04a_1486_722.pdf

Margarita Rosa Flórez Morón, & Juan José Gómez Malagón. (2023). Evaluación del efecto de adición de nanopartículas de sílice sobre el fenómeno de adsorción en un proceso de inyección de surfactantes.

NEMI Method Summary - 5540 c. (s. f.). https://www.nemi.gov/methods/method_summary/7612/

Nicolá, P., & Mejía Gordón, A. (2022). CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO PESADO DEL CAMPO ITT.

Petróleo crudo - Enciclopedia de Energia. (s. f.). https://energyeducation.ca/Enciclopedia_de_Energia/index.php/Petr%C3%B3leo_crudo#:~:text=Por%20lo%20general%2C%20el%20petr%C3%B3leo,de%20azufre%2C%20ox%C3%ADgeno%20y%20nitr%C3%B3geno.

Polynex. (2023). Ventajas de emplear surfactantes para EOR. Polynex. <https://www.polynex.com.co/noticias/ventajas-de-emplear-surfactantes-para-eor>

- Rodríguez Arturo, Y. (2019). Obtención y evaluación de un ecotensoactivo como alternativa para procesos de recobro mejorado de petróleo.
- Rubio, C. S., Martínez, R., & Facultad, R. (2020). TRABAJO FIN DE ESTUDIOS Título Determinación de la concentración micelar crítica para los tensoactivos CTAB, SDS y Tritón X-100 mediante distintas técnicas. Autor/es.
- Salagar, J.L. (1991) Uso de los surfactantes en la industria. Available at: <https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S350A.pdf>
- Salager, J.-L., En, S., & Acuosa, S. (n.d.). LABORATORIO DE FORMULACION, INTERFASES REOLOGIA Y PROCESOS UNIVERSIDAD DE LOS ANDES FACULTAD DE INGENIERIA ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA SURFACTANTES EN SOLUCION ACUOSA CUADERNO FIRP S201-A CUADERNO FIRP S201-A en español.
- Sandoval-Ibarra, F. D., López-Cervantes, J. L., & Gracia-Fadrique, J. (2015). Ecuación de Langmuir en líquidos simples y tensoactivos. *Educacion Quimica*, 26(4), 307–313. <https://doi.org/10.1016/j.eq.2015.03.002>
- Santiago Angarita & Valentina Hincapié. (2023). Evaluación del efecto del pH en la adsorción de un surfactante aniónico en sustratos arenosos en procesos de recobro químico. <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/15231>
- Sasol Chemicals North America LLC. (2020). *Technical Data Sheet NOVEL TDA6 Ethoxylate*.
- Tatá, Y., Salazar -Rodríguez, F., Forgiarini, A. M., Delgado-Linares, J. G., & Bullón, J. (2018). Review on asphaltene films at air-water and oil-water interfaces. <http://servicio.bc.uc.edu.ve/ingenieria/revista/v25n2/art01.pdf> (pdf)

TEDDYS GUILLERMO OSPINO CARO. (2009). ASPECTOS GENERALES DEL DAÑO DE FORMACION POR DEPOSITACIÓN DE ASFALTENOS EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO.

Universidad Nacional del Sur. (2009). CONSIDERACIONES SOBRE SURFACTANTES 1.1 INTRODUCCIÓN.

Universidad Nacional del Sur. (n.d.). CONSIDERACIONES SOBRE LAS TÉCNICAS EXPERIMENTALES EMPLEADAS 3.1 CONDUCTIVIDAD.

Yarveicy, H., Habibi, A., Pegov, S., Zolfaghari, A., & Dehghanpour, H. (2018). *SPE-189829-MS*